

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

Интенсивность естественного заводнения нефтяных залежей определяется фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов. Чем больше размеры пор-каверн в карбонатных коллекторах, тем выше вероятность проникновения законтурных вод в нефтяную залежь.

Литература

1. Зависимость состава и подвижности нефти в карбонатных породах от их пористости и проницаемости / Э.А. Королев, А.А. Ескин, В.П. Морозов, А.Н. Кольчугин и др. // Нефтяное хозяйство, 2013. – № 6. – С. 32 – 33.
2. Особенности состава и свойств нефтей по разрезу продуктивных толщ в Татарстане / Т.П. Каюкова, Г.П. Курбский, Т.Н. Юсупова и др. // Геология нефти и газа, 1993. – № 5. – С. 37 – 43.
3. Причины низкой эффективности извлечения нефти из коллекторов верейского горизонта Аканского нефтяного месторождения / Э.А. Королев, А.Н. Кольчугин, В.П. Морозов и др. // Нефтяное хозяйство, 2014. – № 10. – С. 57 – 59.
4. Проблема добычи высоковязких нефтей башкирского яруса восточного борта Мелекесской впадины / М.А. Петров, И.М. Насибулин, Н.А. Мисолина и др. // Георесурсы, 2009. – № 3(31). – С. 38 – 40.
5. Состав нефтей в карбонатных пластах верейских и башкирских отложений Аканского месторождения Республики Татарстан / Т.Н. Юсупова, Ю.М. Ганеев, А.З. Тухватуллина и др. // Нефтехимия, 2012. – Т. 52. – № 4. – С. 243 – 248.

АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТА Ю₁¹ ВАХСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

К.К. Чепала

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Контроль за разработкой промыслово-геофизическими методами на Вахском месторождении осуществлялся с 1977 года. Месторождение разбуривалось поэтапно, т.е. по площадям, и контроль за разработкой осуществлялся с момента начала эксплуатации каждой площади в отдельности. Так, на Вахской площади контроль производили с 1977, Восточно-Вахскую площадь начали исследовать с 1982, Северо-Вахскую – с 1987, наконец, начало исследований Кошильской площади началось с 1991 года [4].

За весь период разработки Вахского месторождения промыслово-геофизическими методами для контроля за разработкой проведено 2648 исследований, из которых 1334 исследования по добывающим и 1314 по нагнетательным скважинам [4].

Методы потокометрии по измерению в работающей скважине скорости потока жидкости в интервале пластов, вскрытых перфорацией, позволяют оценивать долю участия каждого в работе скважины. Потокометрия отражает особенности притока и поглощения жидкости в призабойной зоне, обусловленные состоянием эксплуатационной колонны, заколонного цемента, эффективности перфорационных работ [2].

Для анализа результатов потокометрии используются коэффициенты работающих толщин ($K_{р.т.}$) и охвата воздействием ($K_{охв. возд.}$) которые определяются по нижеприведенным уравнениям:

$$K_{р.т.} = \Sigma H_{эф. р.т.} / \Sigma H_{эф. перф}$$

где $\Sigma H_{эф. р.т.}$ – сумма работающих толщин, определяемая, согласно РД-39-9-414-80, по эффективным толщинам, на которые указывают результаты потокометрии. При этом в работающую толщину включаются и неперфорированные части коллекторов, не разделенные выдержанными перемычками и примыкающие к интервалам, в которых фиксируется движение флюида;

$\Sigma H_{эф. перф.}$ – сумма эффективных толщин в интервале перфорации. Если перфорирована часть проницаемого пропластка, то для расчета берется вся его мощность [1].

$$K_{охв. возд.} = \Sigma H_{эф. р.т.} / \Sigma H_{эф.}$$

где $\Sigma H_{эф.}$ – сумма эффективных нефтенасыщенных толщин в интервале исследуемого объекта разработки.

На Вахской площади по пласту Ю₁¹ коэффициент работающих толщин меняется в пределах от 0,02 до 1 (рис.). Изменение $K_{р.т.}$ составляет 80% от 0,02 до 0,5, в пределах 20% изменяется от 0,5 до 1.

Коэффициенты по РГТ и СТД, представленные на графиках, однотипны, поэтому описываются коэффициенты только по РГТ.

Коэффициент охвата воздействием изменяется в пределах от 0,02 до 1. $K_{охв. возд.}$ составляет 83,5% изменение 0,02-0,5; 16,5% от 0,5-0,1.

Таблица

Расчетные значения коэффициентов работающих толщин и охвата воздействием по добывающим скважинам пласта Вахского месторождения

Площадь	Параметр	Пласт Ю ₁ ¹
Вахская	$K_{р.т.}$	0,34
	$K_{охв. возд.}$	0,32
Кошильская	$K_{р.т.}$	0,37
	$K_{охв. возд.}$	0,37
Итого по Вахскому месторождению	$K_{р.т.}$	0,36
	$K_{охв. возд.}$	0,35

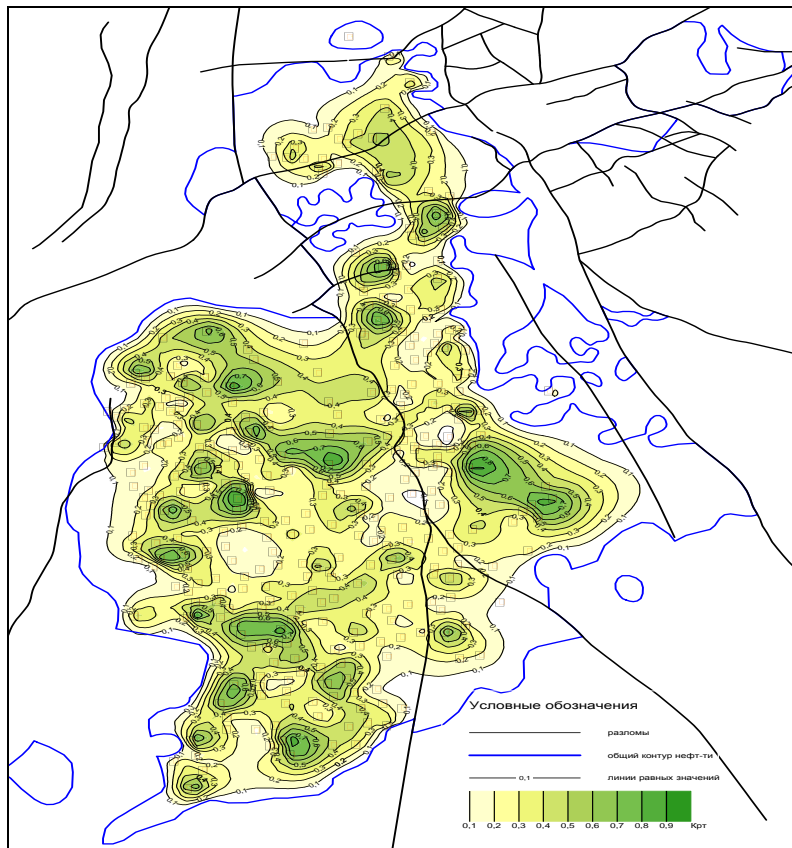


Рис. Изменение коэффициента работающих толщин

В среднем по пласту Ю₁¹ работает до 36% перфорированных толщин. По охвату воздействием в разработку вовлечено до 35% нефтенасыщенных толщин [2].

Статистический анализ значений коэффициентов работающих толщин и охвата воздействием по нагнетательным скважинам показал, что в среднем по пласту Ю₁¹ работает 43% перфорированных толщин.

Выработка запасов происходила на таких участках относительно быстро, продукция скважин стремительно обводнялась. Соответственно зоны с высокими $K_{p.r.}$ будут характеризоваться низкой плотностью остаточных запасов, что изображено на рисунке [2, 3].

В целом пласт характеризуется наибольшей однородностью и выдержанностью по площади, расчлененность ниже, чем по другим пластам, и в среднем составляет 1,7, пористость – 17%, проницаемость – 46,7 мД. Все эти факторы в совокупности обуславливают наилучшую выработку запасов нефти пласта Ю₁¹ по сравнению с другими пластами месторождения.

Литература

1. Ильина Г.Ф., Шмидт Е.И. Анализ состояния разработки объекта Ю 1/1 Вахского месторождения Томской области // Нефть и газ: Сборник тезисов 69-ой международной молодежной научной конференции, приуроченной к 85-летию РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и 70-летию СНО, 14-16 апреля 2015 г. – Москва, 2015. – Т. 3. – С. 218.
2. Ильина Г.Ф. Практикум по промысловой геофизике: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 87 с.
3. Ильина Г.Ф. Промысловая геофизика: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 99 с.
4. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989. – 190 с.

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТА АВ₁¹⁻² НА ТЕРРИТОРИИ САМОТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.Ю. Чукарин, И.А. Ковешников

Научный руководитель А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Самотлорское нефтегазовое месторождение округлой формы площадью 3000 км² находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 километрах к северо-востоку от г. Тюмени и в 15 километрах от г. Нижневартовска. Географически район месторождения приурочен к водоразделу рек Вах, являющейся судоходной, Ватинского Егана и правых притоков реки Обь. Рельеф слабо пересеченный. Абсолютные отметки поверхности изменяются от плюс 45 до плюс 75 м. Заболоченная на 80% площадь представлена четвертичными аномальными и озерно-суглинистыми песчаниками мощностью до 20 м, грунтами с прослойками и линзами мелкозернистых песков, торфа.

В разрезе горизонта АВ₁¹⁻² выделяются два существенно различных типа строения [1]. Они обладают разными геолого-промысловыми характеристиками: глинистые коллекторы типа «рябчик» и слабоглинистые и слаборасчлененные песчаные тела, идентифицируемые с барьерными палеобарами.

Особенностью пласта АВ₁¹⁻² является то, что на большей части площади Самотлорского месторождения песчано-алевролитовые и глинистые породы залегают в виде частого чередования тонких прослоев различного литологического состава. Толщина слоев часто исчисляется миллиметрами, сантиметрами, реже десятками сантиметров. Внутри более мощных слоев и линзочек обломочных пород отмечаются в свою очередь мелкие от 1-2 мм до 1-1,5 см линзочки глины, связанные как с взмучиванием, взламыванием осадка во время волнения, так и с жизнедеятельностью роющих организмов. Мелкие линзочки алевролитов 1-2 мм связаны с деятельностью илоедов, а